



Límites de la utilización de las amplitudes sísmicas como indicadores de gas mediante el análisis de las curvas de tuning Aplicación para el campo Arcabuz Oeste en el bloque Misión, Méjico

S. Lissa¹; A. Galan¹

¹ Tecpetrol. simon.lissa@tecpetrol.com

Resumen

Es posible la utilización del promedio cuadrático de amplitudes sísmicas (rms) como indicador de hidrocarburo saturando los poros de las rocas. Mediante un análisis de las curvas de tuning y el modelado de cuña, establecimos límites para el uso del atributo rms de amplitudes sísmicas como indicador de hidrocarburo.

Presentamos un caso de aplicación para el campo Arcabuz en la cuenca de Burgos, Méjico (Figura 1). Analizamos el desarrollo de la arena productiva (Fm. Eoceno Wilcox 4), cuyo espesor ronda los 20 metros y el espesor neto (net pay) petrofísico no supera los 10 metros. Mediante un análisis de tuning se observó que por el espesor en tiempo de la arena la respuesta sísmica de la misma se encuentra afectada en sus amplitudes por efecto de interferencia constructiva de las reflexiones del techo y la base de la arena. Además, realizando un modelo de cuña a partir de las velocidades y densidades registradas en la arena objetivo mediante perfiles eléctricos de pozos, determinamos el límite de detección para la misma. También generamos trazas sintéticas a partir de los perfiles de pozos y concluimos que estando el espesor aparente del reservorio por encima del mínimo espesor que podemos detectar, encontramos que la inversión acústica es válida para caracterizar cualitativamente el reservorio a pesar de que las amplitudes sísmicas se encuentren afectadas por efecto de tuning.

A continuación se realizó una inversión de traza acústica y determinística, con el objetivo de remover el efecto de la ondícula y obtener una solución posible para las impedancias de la zona de estudio.

Como conclusión, mediante la extracción de impedancias acústicas en la ventana de tiempo correspondiente con la arena productiva, fue posible observar un límite cualitativo para el desarrollo del campo establecido estructuralmente por una falla normal de rumbo norte sur que no era posible apreciar mediante el uso del atributo rms de amplitudes sísmicas. Como consecuencia de este análisis, se recalcularon reservas y se estableció un programa de perforación limitado al bloque central, dejando fuera el bloque alto ubicado al oeste del campo.

Palabras clave: inversión acústica determinística, tuning, reservorios con gas, Fm. Wilcox, Méjico



Introducción

La zona de trabajo se encuentra ubicada en la cuenca de Burgos en México (Figura 1). En particular, el Área Misión es principalmente gasífera y se encuentra en una etapa madura de explotación. El estilo estructural se define con el desarrollo de fallas regionales con orientación principal norte-sur, de tipo normal y con caída al oriente. Estas fallas producen crecimiento sedimentario - expansión en los bloques bajos desarrollados hacia el este.

Al mismo tiempo dichas fallas definen bloques con diferente configuración estructural a nivel de cada reservorio y se comportan como unidades hidráulicas separadas con diferentes contactos.

El objetivo del trabajo fue tratar de caracterizar el reservorio principal del campo productor (Figura 2) ya que al tener un espesor total de arena cercano a los 20 metros, con unos 10 metros de net pay, no fue posible asegurar su existencia en todo el campo por encontrarse al límite de la resolución sísmica.

Previo a este trabajo, la metodología de interpretación utilizando datos sísmicos se basaba en el análisis estructural por un lado, y el cálculo del promedio raíz cuadrático (rms de sus sigla en inglés) de las amplitudes sísmicas en un entorno de la arena productiva como análisis estratigráfico. Los máximos de este atributo coincidían con los pozos que encontraban la arena con una petrofísica similar y que tienen una producción rentable. Durante el desarrollo del campo, algunos pozos no encontraron la

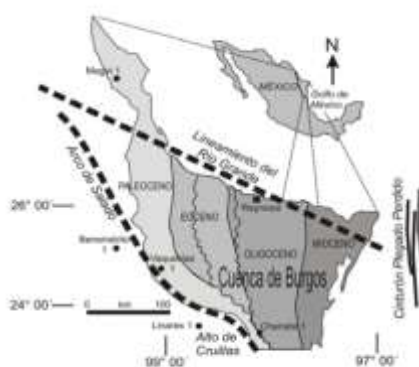


Figura 1

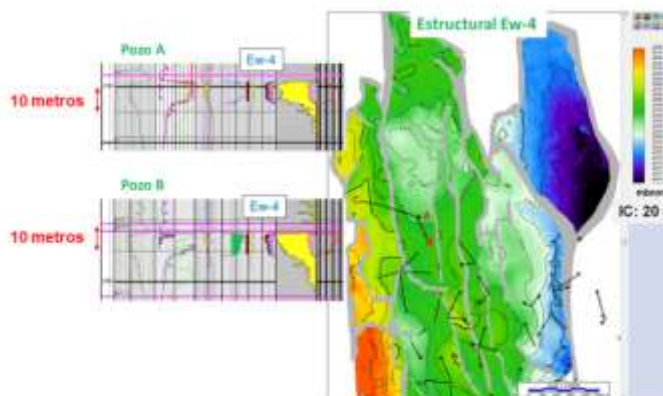


Figura 2

arena a pesar de estar ubicados en zonas con máximos de amplitudes rms.

Materiales y métodos

Se interpretaron los reflectores más cercanos al techo y la base de la arena reservorio (superficies amarilla y roja respectivamente en la Figura 4). A continuación se restaron los tiempos del techo y la base de la arena, obteniéndose así un mapa del espesor aparente según Kallweit and Wood (1982). Es posible apreciar que los espesores aparentes de la arena varían de 13 a 24 milisegundos aproximadamente (Figura 3).



Al mismo tiempo utilizando el software Kingdom se extrajeron las curvas de tuning utilizando el pozo A y una ondícula estadística obtenida con el espectro de amplitud de la PSTM y estableciendo la fase constante e igual a cero. Como resultado de este análisis, se estableció el espesor de tuning (mínimo espesor detectable) en 12 ms.

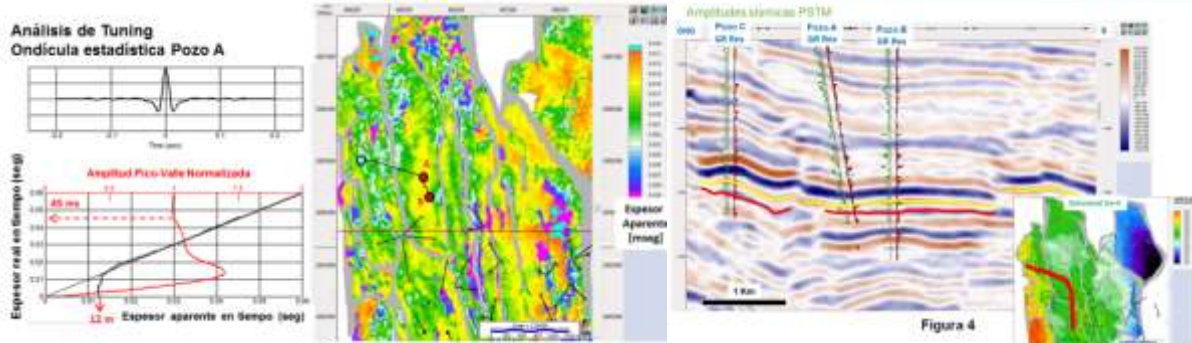


Figura 3

Además se observó que por debajo de los 45 milisegundos de espesor las amplitudes máximas comienzan a sufrir modificaciones debidas a la interferencia de las reflexiones generadas en el techo y la base de la arena reservorio. Esta última observación, estableció que no es posible extraer conclusiones de contenido de hidrocarburo a partir de anomalías en las amplitudes sísmicas (Chopra y Marfurt, 2007).

Utilizando los perfiles del pozo A, se generó un modelo de cuña variando el espesor de la misma de 0 a 100 metros, con una variación de un metro por traza. La Figura 5 muestra el resultado de convolucionar dicho modelo con una ondícula estadística de fase cero extraída de la sísmica sobre una línea que pasa por el pozo y en una ventana de 800 milisegundos que incluyen la arena objetivo.

El modelado sugiere que hasta un espesor de cuña de 15 metros podríamos resolver la arena objetivo. Este resultado concuerda con el espesor de tuning para un reservorio con una velocidad de 3200 m/seg, como en este caso. Desde el punto de vista de las impedancias, el espesor de la arena en el pozo a partir de los perfiles es 20 metros.

En la Figura 6, se muestra el resultado de invertir el modelo de cuña sintético. La inversión resuelve el reservorio hasta un espesor de 12 metros aproximadamente.

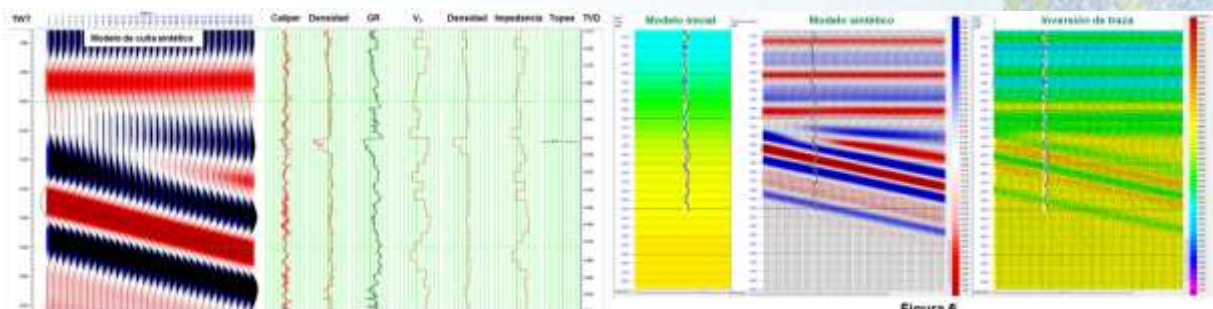


Figura 5

Figura 6



Dado que el espesor de la arena objetivo se encuentra al límite del espesor de tuning, se decidió realizar una inversión acústica para remover el efecto de la ondícula y así tratar de inferir el comportamiento del reservorio.

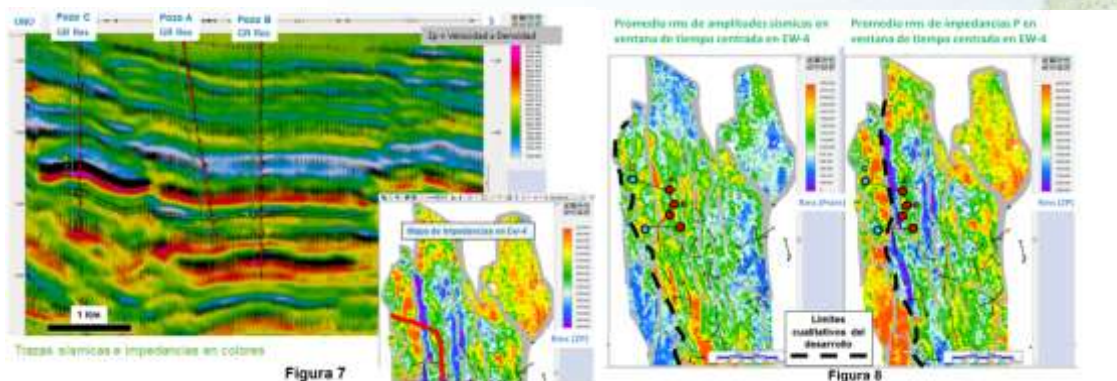
Se utilizó el software Hampson and Russell para efectuar la inversión Post-stack de la PSTM (Russell and Hampson, 1991). La Figura 4 y la Figura 7 corresponden a una línea arbitraria que pasa por los pozos A, B y C comparando las trazas sísmicas y los valores de impedancias. Los mapas con la referencia de la orientación de la línea arbitraria, corresponden a un mapa estructural de Ew-4 y un mapa del promedio rms de impedancias acústicas en la zona de interés respectivamente.

Es importante aclarar que el pozo C no fue utilizado para el modelo inicial de la inversión de traza ni para la extracción de la ondícula. Es decir que los resultados de la inversión de traza son absolutamente independientes del pozo C.

Resultados y discusión

La Figura 8 muestra las extracciones de los promedios rms por un lado de las amplitudes sísmicas (sobre la PSTM) y por el otro de las impedancias acústicas luego de la inversión de traza. Es posible establecer un límite cualitativo distinto a partir de ambos mapas. Ambos límites se corresponden con la presencia de una falla normal de rumbo norte sur, pero la extracción de amplitudes sísmicas incluyen dentro del campo un bloque alto al noroeste que la extracción de impedancias deja por fuera de la zona de interés.

Como resultado del análisis, se recalcularon reservas y se estableció un programa de perforación limitado al bloque central, dejando fuera el bloque alto del oeste.



Conclusiones

A partir del trabajo realizado, concluimos que es necesario generar y analizar las curvas de tuning y los espesores aparentes de los reservorios a prospectar si se desea utilizar el promedio rms de amplitudes sísmicas como indicador de reservorios saturados con hidrocarburos.

Encontrándose el espesor aparente del reservorio por encima del mínimo espesor que podemos detectar y realizando un modelado sintético previo a modo de factibilidad, concluimos que la inversión acústica es válida para caracterizar cualitativamente el reservorio a pesar de que las amplitudes sísmicas se encuentren



afectadas por efecto de la interferencia de las reflexiones en el techo y la base del reservorio.

Agradecimientos

A Tecpetrol por la posibilidad de realizar el trabajo y a Pemex por el permiso para publicar los resultados obtenidos.

Referencias

Chopra S. and Marfurt K. J. 2007. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. SEG Geophysical Developments Series No. 11.

Kallweit and Wood, 1982, The limits of resolution of zero-phase wavelets. Geophysics, v. 47 p 1035-1046.

Russell, B. and Hampson, D., 1991, A comparison of post-stack seismic inversion methods: Ann. Mtg. Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, 876-878.